

NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO: LĨNH VỰC ĐỘT PHÁ VÀ ĐỘNG LỰC TĂNG TRƯỞNG HAI CON SỐ

TS. Nguyễn Thị Hồng Tâm

Viện Kinh tế Việt Nam và Thế giới

TS. Lê Việt Dũng

Trường Đại học Hùng Vương

Tóm tắt: Bài viết phân tích sâu vai trò đột phá của năng lượng tái tạo (NLTT) trong tăng trưởng kinh tế Việt Nam và khuyến nghị một số giải pháp thúc đẩy và nâng cao hiệu quả đóng góp của NLTT vào mục tiêu tăng trưởng hai con số của Việt Nam thời gian tới. Việt Nam đã đạt mức tăng trưởng NLTT đáng kể trong giai đoạn 2018–2023, với công suất lắp đặt điện mặt trời và gió tăng từ gần 0 lên hơn 21 GW, chiếm khoảng 27–30% tổng công suất hệ thống. NLTT tạo ra hàng chục ngàn việc làm mới và tiềm năng đóng góp hàng chục tỷ USD vào GDP. Các chính sách giá và ưu đãi như cơ chế FiT (2017 – 2020) đã kích thích sự bùng nổ đầu tư nhưng cần thêm nhiều chính sách vi mô đột phá và cơ chế đấu thầu cạnh tranh để duy trì niềm tin nhà đầu tư.

Từ khóa: Năng lượng tái tạo, động lực tăng trưởng, tăng trưởng hai con số.

1. Thực trạng và xu hướng năng lượng tái tạo

- Công suất và sản lượng

Sự phát triển của hệ thống điện quốc gia Việt Nam trong hai thập kỷ qua là một trong những minh chứng điển hình về tốc độ công nghiệp hóa và đô thị hóa nhanh chóng tại khu vực Đông Nam Á. Từ một hệ thống điện có quy mô lắp đặt khiêm tốn chỉ khoảng 11 GW vào năm 2005, công suất lắp đặt toàn hệ thống đã tăng vọt lên 84 GW vào năm 2024. Đến cuối năm 2025, tổng công suất nguồn điện toàn hệ thống (không bao gồm nguồn điện nhập khẩu) đã đạt khoảng 87.600 MW, tăng thêm khoảng 6.400 MW chỉ sau một năm. Sự bứt phá mạnh mẽ này đã đưa Việt Nam chính thức bước vào nhóm 20 quốc gia sở hữu quy mô hệ thống điện lớn nhất thế giới, đồng thời giữ vững vị trí thứ hai trong khu vực ASEAN về mặt công suất nguồn.

Sự thay đổi về mặt quy mô phản ánh nhu cầu phụ tải vô cùng lớn của nền kinh tế đang trong giai đoạn phục hồi và tăng tốc mạnh mẽ. Khi so sánh với mốc năm 2015, thời điểm tổng công suất nguồn điện cả nước mới dừng lại ở mức 38.000 MW, quy mô hệ thống điện quốc gia đã tăng trưởng hơn gấp đôi sau một thập kỷ. Tốc độ mở rộng nhanh chóng này đặt ra những áp lực chưa từng có đối với công tác điều độ, truyền tải và phân phối năng lượng. Trong năm 2025, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) đã phải đối mặt với kịch bản cơ sở có nhu cầu sản lượng toàn hệ thống đạt 339 tỷ kWh, tăng trưởng 9,4% so với năm trước, và

thậm chí đã chuẩn bị sẵn sàng cho kịch bản tăng trưởng cực đại đạt 351 tỷ kWh nhằm bảo đảm mục tiêu tăng trưởng kinh tế vĩ mô của Chính phủ. Sự gia tăng này không dừng lại ở mặt lý thuyết khi công suất cực đại thực tế của hệ thống trong năm 2025 đã vượt mốc 54.000 MW, tăng hơn 11% so với năm trước. Bước sang năm 2026, các kỷ lục tiêu thụ liên tục bị xô đổ, điển hình là sản lượng điện tiêu thụ toàn quốc trong ngày đã xác lập kỷ lục mới ở mức 1,222 tỷ kWh vào ngày 26 tháng 6 năm 2026.

Mặc dù quy mô hệ thống tăng trưởng ấn tượng, cơ cấu nguồn điện của Việt Nam lại đang trải qua giai đoạn chuyển đổi phức tạp với sự đan xen giữa năng lượng hóa thạch truyền thống và năng lượng tái tạo biến thiên. Theo số liệu của Viện Năng lượng thuộc Bộ Công Thương, mặc dù tổng công suất đặt của hệ thống điện đạt mức rất cao, tỷ trọng nguồn điện nền có khả năng điều khiển được (như nhiệt điện than, nhiệt điện khí, thủy điện lớn) chỉ đạt khoảng 68 GW vào năm 2025, chiếm khoảng 74% tổng công suất lắp đặt. Phần công suất còn lại thuộc về các nguồn năng lượng tái tạo biến thiên, vốn phụ thuộc chặt chẽ vào điều kiện thời tiết tự nhiên và không thể chủ động điều khiển công suất phát theo yêu cầu điều độ tại mọi thời điểm. Sự suy giảm tỷ trọng nguồn điện nền có khả năng điều tiết trực tiếp tạo ra rào cản lớn đối với nhiệm vụ bảo đảm an ninh cung ứng điện, đặc biệt là trong các chu kỳ cao điểm nắng nóng hoặc thời tiết cực đoan.

Đối với nhóm năng lượng tái tạo phi thủy điện, tỷ trọng huy động ghi nhận xu hướng dao động nhẹ, đạt mức cao nhất vào Quý I/2025 với 16% tổng sản lượng điện toàn hệ thống (trong đó điện mặt trời đạt 6,69 tỷ kWh, điện gió đạt 4,45 tỷ kWh) và giảm dần xuống mức 12,8% tính đến lũy kế 8 tháng năm 2025. Mặc dù tỷ trọng sản lượng có phần suy giảm do sự gia tăng mạnh mẽ của thủy điện trong mùa mưa, năng lượng tái tạo vẫn khẳng định vị thế là một thành phần không thể thiếu đóng góp trực tiếp vào việc cắt giảm công suất đỉnh ban ngày và giảm phát thải carbon. Sự phát triển không đồng bộ giữa tốc độ lắp đặt nguồn năng lượng tái tạo và khả năng giải tỏa công suất của hạ tầng truyền tải đã dẫn tới những thách thức lớn về mặt kỹ thuật cho hệ thống điện quốc gia.

- Đầu tư và tài chính

Giai đoạn 2017–2020, cơ chế giá FIT ưu đãi (20 năm) đã thu hút bùng nổ đầu tư, với hàng trăm dự án điện mặt trời mái/tập trung và điện gió được cấp phép. Theo Climatescope (2025), đầu tư năng lượng sạch Việt Nam đạt ~1,09 tỷ USD năm 2023, giảm còn 0,693 tỷ USD năm 2024 do vỡ dự án và bớt ưu đãi. Gần 60% vốn xây dựng nguồn NLTT đến từ khu vực trong nước, 27% là liên doanh (chủ yếu Trung Quốc, Nhật, Hàn Quốc), 12% vốn hoàn toàn nước ngoài. Đầu tư tư nhân chiếm ưu thế, nhưng ước tính cần tổng vốn ~136,3 tỷ USD đến 2030 mới đáp ứng quy hoạch. Khoản đầu tư khổng lồ này vượt khả năng Ngân sách Nhà nước, tạo áp lực phải huy động tối đa vốn tư nhân (qua PPP, green bonds, quỹ năng lượng bền vững). Ngoài ra, có một số dự án pin lưu trữ quy mô

(đa MW) mới được khởi công, đáp ứng mục tiêu tích trữ ~10–16 GW (2030). Tuy nhiên, tỷ lệ nội địa hoá thiết bị còn thấp; phần lớn PV, tuabin gió Việt Nam vẫn nhập khẩu.

- Chính sách và quy hoạch

Chính sách NLTT đã trải qua nhiều giai đoạn. Giai đoạn 2017–2020 áp dụng cơ chế FiT, với các mức giá điện mặt trời ~9,35 ¢/kWh (QĐ11/2017), điện gió ~7,8 ¢/kWh (QĐ39/2018). Giai đoạn 2021–nay chấm dứt FiT, chuyển sang đàm phán giá EVN hoặc đấu thầu: nghị định 17/2023/QĐ-TTg và các thông tư TT15/2022, QĐ21/2023, TT23/2023 quy định khung giá và mẫu hợp đồng PPAs tạm thời. Quy hoạch Điện VIII (điều chỉnh) phê duyệt năm 2022 đẩy mạnh NLTT: mục tiêu 36 GW NLTT (trong đó điện gió hơn 26–38 GW, điện mặt trời 46–73 GW) đến 2030. Mới đây, Quốc hội đã bổ sung mục tiêu tăng tỷ trọng NLTT lên 28–36% đến 2030 và 71,5% đến 2050 (quy hoạch điều chỉnh). Nghị quyết 55/QĐ-TTg (2020) và cam kết đạt net-zero 2050 cũng khuyến khích tái tạo hóa. Thủ tướng Chính phủ đã ban hành nhiều cơ chế liên quan (QĐ500/2022 về PDP8, QĐ262/2022 về điều chỉnh quy hoạch điện theo cam kết khí hậu). Các quyết định này xác định Việt Nam phải tăng trưởng NLTT mạnh (đa dạng hóa từ hóa thạch sang năng lượng mới) đến năm 2050.

Dù vậy, việc hoàn thiện khung pháp lý và cơ chế giao dịch còn chậm. Theo Phan và Nguyễn (2023), tổng quan chính sách tuy "cơ bản đã thực hiện đúng định hướng và đạt thành tựu nhất định", nhưng vẫn tồn tại nhiều rào cản cần tháo gỡ (ví dụ: chậm ban hành khung đấu thầu, thiếu cơ chế khuyến khích DPPA, chưa tối ưu khung giá truyền tải). Báo cáo Worldbank cũng chỉ ra cần khuyến khích gia tăng NLTT (từ kế hoạch cũ 18→36 GW RE) và cắt giảm than (55→37 GW) để đáp ứng cam kết COP-26.

Nghị định 243 đã chính thức nâng trần tỷ lệ sản lượng điện dư được phép phát ngược và bán lên lưới điện quốc gia lên tới mức 50% tổng sản lượng điện thực phát của hệ thống, thay vì mức khống chế cứng nhắc 20% như quy định cũ tại Nghị định 58. Đặc biệt, nhằm tối ưu hóa nguồn lực xã hội và tận dụng tối đa hạ tầng sẵn có, nghị định cho phép các bên mua bán điện tự thỏa thuận tỷ lệ bán điện dư vượt ngưỡng 50% này kéo dài cho đến hết ngày 31 tháng 12 năm 2030, miễn là hệ thống lưới điện tại khu vực đấu nối đáp ứng đầy đủ các tiêu chuẩn kỹ thuật an toàn vận hành. Đối với các vùng sâu, vùng xa, biên giới và hải đảo chưa được đấu nối hoặc liên kết với lưới điện quốc gia, Chính phủ cho phép các chủ đầu tư bán 100% lượng điện dư phát ra cho đơn vị vận hành lưới điện khu vực.

Để bảo đảm tính minh bạch và tránh các tranh chấp phát sinh trong giao dịch thương mại điện năng, Nghị định 243 đã đưa ra công thức toán học chuẩn hóa để xác định sản lượng điện phát dựa trên cường độ bức xạ tự nhiên tại từng địa phương:

$$A_i = PV_{out}(i) \times P_{dm}$$

Trong đó:

- Ai biểu thị cho sản lượng điện năng được sản xuất ra tại đầu ra của hệ thống điện mặt trời mái nhà trong tháng khảo sát i , tính bằng đơn vị kWh.

- $PV_{out}(i)$ đại diện cho hệ số phát điện trung bình ứng với mỗi 1 kWp công suất lắp đặt trong tháng i đối với từng tỉnh, thành phố cụ thể, được Tập đoàn Điện lực Việt Nam xây dựng và công bố chính thức sau khi đã có ý kiến thống nhất từ Bộ Công Thương.

- Pđm thể hiện tổng công suất định mức thực tế của toàn bộ các tấm pin quang điện được lắp đặt trong hệ thống, đo bằng đơn vị kWp.

Giá mua bán lượng điện dư này cũng được thay đổi theo hướng thị trường linh hoạt, được tính toán dựa trên mức giá điện năng thị trường bình quân của năm trước liền kề, đồng thời được khống chế trần không vượt quá khung giá phát điện áp dụng cho các nhà máy điện mặt trời mặt đất trong cùng khu vực. Ngoài ra, thiết bị ngăn chặn dòng phát ngược (Zero Export) đã được chính thức thừa nhận về mặt pháp lý như một công cụ điều tiết kỹ thuật, cho phép hệ thống tự động tắt hoặc điều chỉnh công suất phát lên lưới khi lưới điện khu vực bị quá tải.

Nghị định 243/2026/NĐ-CP đã tháo gỡ khó khăn về nhu cầu điện sạch của các tập đoàn đa quốc gia và doanh nghiệp xuất khẩu lớn bằng việc nói lỏng toàn diện quy trình thực hiện DPPA vốn đã gặp nhiều rào cản trước đó. Mặc dù cơ chế DPPA đã được luật hóa từ tháng 7 năm 2024 theo Nghị định số 80/2024/NĐ-CP, nhưng do các vướng mắc về mặt thủ tục và định nghĩa đối tượng tham gia, tiến trình triển khai thực tế diễn ra vô cùng chậm chạp, phải đến tận tháng 6 năm 2026 mới ghi nhận hợp đồng DPPA đầu tiên được ký kết thành công trên toàn quốc.

Nghị định 243/2026/NĐ-CP đã sửa đổi trực tiếp Điều 6 của Nghị định 57/2025/NĐ-CP, bổ sung thêm nhóm đơn vị bán lẻ điện hoạt động trong các mô hình quản lý nội bộ như khu công nghiệp, khu kinh tế, khu chế xuất, cụm công nghiệp và khu công nghệ cao được phép trực tiếp tham gia ký kết hợp đồng DPPA thông qua đường dây kết nối riêng.

Khái niệm "khách hàng sử dụng điện lớn" đã được mở rộng sang các lĩnh vực công nghệ cao và hạ tầng hiện đại, cho phép các trung tâm dữ liệu (Data Centers), các hệ thống trạm sạc xe điện, và tủ đổi pin thông minh được tiếp cận trực tiếp nguồn điện xanh thông qua cơ chế DPPA. Đối với các dự án thực hiện mua bán điện trực tiếp bằng đường dây riêng biệt, chủ đầu tư được miễn hoàn toàn thủ tục đăng ký phát triển nguồn điện lực, giúp rút ngắn thời gian chuẩn bị đầu tư và triển khai thi công dự án.

Về mặt giá bán lẻ điện tiêu dùng và biểu phí, Việt Nam cũng đã hoàn thiện các quy định định giá để đảm bảo phản ánh đúng chi phí sản xuất thực tế. Nghị

định số 72/2025/NĐ-CP quy định cơ chế và chu kỳ điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân theo sát chi phí phát sinh thực tế ở tất cả các khâu từ phát điện, truyền tải đến phân phối. Đồng thời, Quyết định số 07/2025/QĐ-TTg đã xác lập khung giá bán lẻ điện bình quân mới với mức tối thiểu là 1.826,22 đồng/kWh và mức tối đa là 2.444,09 đồng/kWh, tạo cơ sở cho việc tính toán bù trừ chi phí và định giá điện năng lượng tái tạo một cách minh bạch, dài hạn.

2. Tác động kinh tế – xã hội

- Tăng trưởng GDP và FDI

Nhiều phân tích cho thấy NLTT có tiềm năng đóng góp rất lớn cho GDP quốc gia. Theo BCG (2023), phát triển hệ sinh thái điện gió và mặt trời có thể mang lại ~70–80 tỷ USD GDP (cộng dồn) và tạo 90–105 nghìn việc làm mới; hệ sinh thái thủy điện sạch có thể bổ sung ~40–45 tỷ USD GDP và 40–50 nghìn việc làm. Dự án gió Lotus 144 MW (ADB tài trợ) khi xây dựng cũng đã đóng góp ~89,6 triệu USD (tương đương ~GDP địa phương) và ~1.574 việc làm gián tiếp, trong khi giai đoạn vận hành ổn định sẽ tạo ~227 việc làm thường xuyên, đóng góp ~9,5 triệu USD mỗi năm cho GDP địa phương. Đặc biệt, NLTT thúc đẩy nhập khẩu thấp hơn (giảm áp lực ngoại tệ mua dầu than) và phát triển công nghiệp phụ trợ trong nước (ví dụ: Trung tâm năng lượng tái tạo mới tại Bắc và Nam Trung Bộ sẽ tích hợp sản xuất thiết bị và R&D, tăng xuất khẩu điện). Báo cáo chuyên đề của Chính phủ (2026) ước tính NLTT mới chỉ chiếm ~12,8% sản lượng (năm 2024) trong khi mục tiêu 2050 lên tới 71,5%, chứng tỏ dư địa tăng trưởng kinh tế lớn khi điện tái tạo bùng nổ.

- Việc làm và nhân lực

NLTT đóng góp tạo việc làm cả ở giai đoạn xây dựng và vận hành. Các công trình quy mô lớn tạo thêm hàng nghìn công việc xây dựng địa phương; vận hành lâu dài cũng đòi hỏi đội ngũ kỹ thuật, quản lý nhà máy. IRENA 2025 ước tính Việt Nam có khoảng ~6.000 việc làm trong ngành gió. Tuy nhiên, thách thức là thiếu hụt nhân lực chuyên sâu. Các chuyên gia và báo chí kinh tế nhấn mạnh “khoảng trống kỹ năng” lớn – các dự án cần kỹ sư, công nhân am hiểu công nghệ sạch, quá trình sản xuất tuần hoàn, và chuyên gia vận hành-bảo trì có tay nghề cao. Việt Nam đang hợp tác quốc tế về đào tạo: Ví dụ, Việt Nam – Đan Mạch đã thiết lập đối tác chiến lược Xanh (11/2023) tập trung nâng cao chất lượng đào tạo và chuyển giao công nghệ. Đào tạo nghề, phát triển chương trình đại học chuyên ngành NLTT cũng được khuyến khích. Các sáng kiến về nâng cao quyền cho phụ nữ trong ngành năng lượng xanh cũng được nêu, nhằm khai thác toàn bộ nguồn nhân lực xã hội.

- Hạ tầng và rủi ro kỹ thuật

Tăng trưởng NLTT đã gặp trở ngại từ hạ tầng lưới. Theo báo cáo của EVN, năm 2023 có khoảng 1,7 TWh sản lượng điện mặt trời và gió bị cắt giảm do quá

tải lưới. Tỷ lệ gián đoạn lưới gia tăng (SAIDI giảm từ 356 phút năm 2019 xuống ~224 phút năm 2023) cho thấy sức ép lên lưới. Để giải quyết, Việt Nam lên kế hoạch nâng cấp đường dây truyền tải (đặc biệt từ khu vực Nam Trung Bộ ra Bắc) và đầu tư công nghệ lưới thông minh. Ngoài ra, điện mặt trời và gió có tính gián đoạn, cần bổ sung năng lượng lưu trữ (PIN) và dự phòng truyền tải. Quy hoạch hiện tại đặt mục tiêu lắp đặt 10–16 GW hệ thống pin lưu trữ đến 2030, với tỉ lệ tích hợp tối thiểu 10% cho mỗi tổ máy điện mặt trời. Nhiều dự án pin quy mô đã được phê duyệt (ví dụ tổ hợp pin 300 tỷ đồng – Dân trí 2025). Về phát triển công nghiệp, Việt Nam đang xây dựng hai “trung tâm NLTT” (Bắc và Nam Trung Bộ) nhằm hình thành chuỗi giá trị thiết bị (tua-bin, tấm pin) và dịch vụ R&D đào tạo. Tuy vậy, Việt Nam vẫn nhập khẩu phần lớn linh kiện (theo IRENA, các tổ chức nhân công tại Việt Nam chủ yếu sản xuất mô-đun, nhưng việc triển khai trong nước vẫn ở mức ~18,7 GW năm 2024). Rủi ro kỹ thuật khác gồm biến động đầu ra (cần quy hoạch dự phòng), và rủi ro khí hậu (đặc biệt thủy điện bị ảnh hưởng bởi hạn hán, cần đa dạng hoá nguồn cung).

- Môi trường và xã hội

NLTT giúp giảm phát thải khí nhà kính và ô nhiễm cục bộ. Năm 2023, điện đốt than-gas tạo ~55% điện và xả ~155 triệu tấn CO₂, trong khi 45% còn lại từ NLTT. Lượng CO₂ tránh phát thải nhờ NLTT có thể ước tính ở mức lớn. Các tác động môi trường khác như sử dụng đất (đất nông nghiệp cho các trang trại gió/điện mặt trời), tiêu thụ nước (so với thủy điện/dầu), hay vấn đề xử lý pin hết niên hạn, cần đánh giá kỹ cho từng dự án. Bên cạnh đó, NLTT thường nhận được ủng hộ cao trong dân (hạn chế ô nhiễm, việc làm địa phương). Tuy nhiên, cần đảm bảo “con người và công bằng xã hội” trong chuyển dịch: một số nơi có quy hoạch nhà máy cần giải phóng mặt bằng hay di dời sinh kế. Báo chí nhân mạnh phải “không bỏ lại ai ở phía sau”; minh bạch thông tin, đào tạo nghề tại chỗ và chia sẻ lợi ích (lương công nhân, phát triển cộng đồng) là cần thiết.

3. Cơ hội và thách thức

- Cơ hội

Triển vọng phát triển năng lượng tái tạo tại Việt Nam đang mở ra những không gian tăng trưởng không lồ nhờ sự cộng hưởng của các yếu tố thị trường trong nước, xu hướng thương mại xanh toàn cầu và các mục tiêu tích hợp khu vực sâu rộng.

Cơ hội lớn nhất và có tính chất cấp bách nhất hiện nay bắt nguồn từ sức ép của các rào cản thương mại xanh quốc tế. Đối với các ngành xuất khẩu mũi nhọn của Việt Nam như dệt may, da giày, linh kiện điện tử và chế biến thực phẩm, việc chứng minh tỷ lệ sử dụng năng lượng sạch trong quy trình sản xuất đã không còn là một lựa chọn khuyến khích, mà đã trở thành điều kiện bắt buộc để duy trì khả năng tiếp cận các thị trường khó tính. Cơ chế điều chỉnh biên giới carbon (CBAM) của Liên minh Châu Âu và các tiêu chuẩn khắt khe về môi

trường, xã hội và quản trị (ESG) đòi hỏi các nhà máy sản xuất phải báo cáo chi tiết và giảm thiểu lượng dấu chân carbon trên mỗi đơn vị sản phẩm. Sự ra đời và hoàn thiện của cơ chế mua bán điện trực tiếp DPPA cùng khả năng nhận chứng chỉ điện xanh quốc tế (I-REC) giúp các doanh nghiệp này chủ động khóa giá năng lượng dài hạn, tránh rủi ro biến động giá điện của lưới điện quốc gia và nâng cao lợi thế cạnh tranh vượt trội khi xuất khẩu sang các thị trường phát triển.

Cơ hội thứ hai nằm ở định hướng quy hoạch táo bạo nhằm biến Việt Nam trở thành một trung tâm xuất khẩu năng lượng sạch và cung cấp dịch vụ công nghiệp năng lượng tái tạo hàng đầu khu vực Nam Đông Nam Á. Quy hoạch điện VIII điều chỉnh đặt ra mục tiêu đầy kỳ vọng là phát triển các nguồn điện năng lượng tái tạo và năng lượng mới để hướng tới xuất khẩu sang Singapore, Malaysia và các quốc gia lân cận. Đến năm 2035, Việt Nam phấn đấu đạt quy mô công suất xuất khẩu điện khoảng 5.000 MW đến 10.000 MW, và duy trì quy mô tối thiểu 10.000 MW đến năm 2050. Để hiện thực hóa tầm nhìn này, Nhà nước định hướng xây dựng hai trung tâm công nghiệp, dịch vụ năng lượng tái tạo liên vùng tại miền Bắc và miền Nam, tập trung vào chế tạo thiết bị, xây dựng lắp đặt và phát triển chuỗi giá trị hoàn chỉnh phục vụ cho cả nhu cầu trong nước và xuất khẩu. Điều này mở ra cơ hội thu hút hàng chục tỷ USD dòng vốn FDI chất lượng cao từ các tập đoàn công nghệ năng lượng hàng đầu thế giới.

Bên cạnh đó, phân khúc điện mặt trời mái nhà tự sản xuất, tự tiêu thụ đang chứng kiến sự bùng nổ mạnh mẽ tại các khu vực công nghiệp trọng điểm nhờ các chính sách nới lỏng của Chính phủ. Số liệu thực tế từ Tổng công ty Điện lực miền Bắc (EVNNPC) chỉ ra rằng chỉ trong 6 tháng đầu năm 2026, đơn vị đã hỗ trợ phát triển thành công 8.500 khách hàng lắp đặt điện mặt trời mái nhà tự sản, tự tiêu với tổng công suất lắp đặt đạt khoảng 394,5 MW. Điều này cho thấy nhu cầu đầu tư tự lực của các doanh nghiệp và hộ dân là rất lớn khi hành lang pháp lý được khơi thông. Tốc độ triển khai nhanh chóng của nguồn điện phân tán này giúp giảm bớt ngay lập tức áp lực cung ứng điện cho EVN trong các giờ cao điểm trưa mà không đòi hỏi nguồn vốn đầu tư công lớn cho hệ thống truyền tải.

Cuối cùng, Việt Nam đang mở ra những biên giới công nghệ mới đầy hứa hẹn trong lĩnh vực sản xuất năng lượng mới như amoniac xanh và đặc biệt là hydro xanh. Quy hoạch điện VIII điều chỉnh và các chính sách ưu đãi kèm theo đặt mục tiêu phát triển sản xuất hydro xanh với công suất lớn, đạt từ 100 đến 200 nghìn tấn mỗi năm vào năm 2030. Việc hình thành chuỗi giá trị hydro xanh không chỉ phục vụ cho việc chuyển đổi nhiên liệu tại các nhà máy nhiệt điện than, khí trong nước mà còn mở ra một ngành xuất khẩu công nghệ cao có giá trị gia tăng cực kỳ lớn trong tương lai. Đồng thời, ước tính công suất nguồn điện gió ngoài khơi phục vụ riêng cho việc sản xuất năng lượng mới sẽ đạt khoảng 15.000 MW vào năm 2035 và có thể tăng vọt lên mức 240.000 MW vào năm 2050.

- Thách thức và rủi ro

Mặc dù cơ hội phát triển là vô cùng to lớn, tiến trình chuyển dịch sang năng lượng tái tạo tại Việt Nam hiện đang phải đối mặt với một loạt thách thức kỹ thuật và rào cản vận hành hệ thống vô cùng nghiêm trọng, đòi hỏi những giải pháp điều phối đồng bộ và khoa học.

Thách thức kỹ thuật lớn nhất chính là sự xuất hiện ngày càng sâu sắc của hiệu ứng "đường cong con vịt" (duck curve) do sự gia tăng nhanh chóng của các nguồn điện mặt trời biến thiên. Vào thời điểm giữa trưa (từ 11 giờ sáng đến 1 giờ chiều), khi bức xạ mặt trời đạt cường độ cực đại, sản lượng điện từ các nhà máy điện mặt trời tập trung và điện mặt trời mái nhà phát lên lưới tăng vọt, trong khi nhu cầu tiêu thụ điện của phụ tải lại có xu hướng giảm nhẹ hoặc đi ngang do thời gian nghỉ trưa của các cơ sở sản xuất và công sở. Điều này buộc Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NSMO) phải thực hiện giảm công suất phát của các nguồn điện truyền thống có khả năng điều khiển (như nhiệt điện than và thủy điện) xuống mức tải tối thiểu kỹ thuật.

Tuy nhiên, ngay sau đó, vào khung giờ cao điểm tối (từ 5 giờ chiều đến 8 giờ tối), khi bức xạ mặt trời hoàn toàn biến mất, sản lượng điện mặt trời sụt giảm về mức không chỉ trong vòng vài giờ, trong khi nhu cầu tiêu thụ điện của các hộ gia đình và hoạt động dịch vụ tăng vọt lên mức cực đại. Sự sụt giảm nguồn phát đột ngột này đòi hỏi hệ thống điện phải có sẵn một lượng lớn các nguồn điện nền có khả năng khởi động nhanh và tăng tải tốc độ cao để bù đắp lượng công suất thiếu hụt. Nếu hệ thống thiếu đi các nguồn điện linh hoạt này, nguy cơ sụt giảm tần số và rã lưới diện rộng là hoàn toàn có thể xảy ra.

Mức độ rủi ro đối với vận hành hệ thống ngày càng gia tăng dưới tác động của biến đổi khí hậu và các hiện tượng thời tiết cực đoan. Chỉ riêng trong năm 2025, Việt Nam đã hứng chịu tới 15 cơn bão lớn cùng nhiều đợt mưa lũ bất thường, gây áp lực khủng khiếp lên hệ thống truyền tải, các hồ chứa thủy điện và công tác điều độ điều tiết dòng chảy. Những hiện tượng thời tiết cực đoan không còn là ngoại lệ, mà đã trở thành điều kiện nền của vận hành hệ thống điện. Khi các cơn bão đổ bộ, sản lượng điện gió có thể biến động dữ dội (từ mức phát tối đa rơi về mức không do thiết bị tự động ngắt để bảo vệ khi gió quá lớn), đặt hệ thống vào tình trạng mất cân bằng công suất tức thời cực kỳ nguy hiểm.

Để giải quyết bài toán biến thiên của năng lượng tái tạo, việc tích hợp hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) quy mô lớn được xem là giải pháp công nghệ tất yếu và tối ưu nhất. BESS không chỉ đóng vai trò dịch chuyển năng lượng (sạc vào giờ thừa điện mặt trời ban ngày và xả vào giờ cao điểm tối), mà còn cung cấp các dịch vụ phụ trợ hệ thống cực kỳ quan trọng như điều tần tự động, điều áp thông minh, dự phòng quay nhanh và hỗ trợ khởi động đen khi xảy ra sự cố.

Một nghiên cứu mô phỏng thực tế về sự cố sụt lún công suất hệ thống tại Việt Nam đã chứng minh vai trò sống còn của BESS đối với an toàn hệ thống:

khi xảy ra sự cố mất đột ngột một tổ máy phát điện có công suất lớn lên tới 1.050 MW tại Trung tâm Điện lực Ô Môn, nếu không có sự hỗ trợ của BESS, tần số hệ thống điện quốc gia sẽ sụt giảm tự do với tốc độ rất nhanh, vượt qua giới hạn dưới an toàn của Grid Code và nhanh chóng rơi xuống dưới mức nguy hiểm 49 Hz, buộc hệ thống phải tự động sa thải phụ tải khẩn cấp diện rộng để tránh rã lưới toàn phần. Ngược lại, nếu hệ thống có sự tham gia của một trạm BESS công suất 50 MW, pin lưu trữ với đặc tính phản ứng siêu nhanh chỉ trong vài mili giây sẽ lập tức phóng điện công suất tối đa lên lưới, giúp hãm phanh độ sụt giảm tần số và giữ vững tần số hệ thống không bị rơi xuống dưới mốc 49 Hz, bảo đảm đáp ứng đầy đủ các tiêu chuẩn vận hành an toàn kỹ thuật khắt khe. Mặc dù vai trò kỹ thuật của BESS là không thể phủ nhận, việc triển khai ứng dụng công nghệ này tại Việt Nam hiện nay lại đang vấp phải những rào cản kinh tế và pháp lý vô cùng lớn. Chi phí đầu tư ban đầu cho hệ thống lưu trữ bằng pin vẫn ở mức rất cao, dẫn tới thời gian thu hồi vốn kéo dài và làm giảm hiệu quả tài chính trực tiếp của các chủ đầu tư dự án. EVN đã bày tỏ những lo ngại sâu sắc về mặt kinh tế khi xây dựng khung giá phát điện cho các dự án điện mặt trời tích hợp BESS. Do bản thân hệ thống pin BESS không tự sản sinh ra thêm bất kỳ một kWh điện mới nào mà chỉ làm nhiệm vụ lưu trữ và dịch chuyển năng lượng từ thời điểm này sang thời điểm khác, việc cộng thêm toàn bộ chi phí đầu tư và vận hành của hệ thống BESS vào giá phát điện của dự án sẽ đẩy giá thành mua điện từ nguồn này tăng lên rất cao.

Trong bối cảnh Việt Nam vẫn chưa hình thành một cơ chế thị trường điện hoàn chỉnh cho các dịch vụ phụ trợ hệ thống (như chi trả tiền cho dịch vụ điều tần, hỗ trợ điện áp, dự phòng công suất), toàn bộ các chi phí đầu tư lưu trữ này hiện chỉ có thể hạch toán gián tiếp vào giá bán điện thương phẩm. Điều này tạo ra áp lực tài chính khổng lồ buộc giá bán lẻ điện của EVN phải điều chỉnh tăng theo, gây tác động dây chuyền đến chi phí sản xuất của toàn bộ các ngành kinh tế và đời sống sinh hoạt của nhân dân. Do đó, việc xây dựng một cơ chế định giá dịch vụ lưu trữ độc lập và phân bổ chi phí minh bạch đang là một bài toán hóc búa cần các cơ quan quản lý nhà nước nhanh chóng tháo gỡ.

Sự thiếu hụt nguồn điện nền linh hoạt trong giai đoạn chuyển tiếp cũng là một rủi ro lớn đối với an ninh cung ứng điện. Trong giai đoạn 2025-2027, mặc dù Việt Nam kiên quyết không phát triển thêm các dự án nhiệt điện than mới để tuân thủ các cam kết khí hậu, vẫn có khoảng 5 dự án điện than chuyển tiếp với tổng công suất 4,7 GW đang được khẩn trương hoàn thành để đi vào hoạt động nhằm bù đắp khoảng trống công suất nền ngắn hạn. Về lâu dài, nguồn điện nền sẽ phải dựa vào hơn 36.500 MW công suất điện khí LNG đã được quy hoạch, đòi hỏi quy mô vốn đầu tư vượt quá con số 40 tỷ USD. Nhằm hỗ trợ cho phân khúc điện khí LNG cực kỳ quan trọng này, Chính phủ đã ban hành các Nghị định số 56/2025/NĐ-CP và Nghị định số 100/2025/NĐ-CP, thiết lập các cơ chế bảo đảm sản lượng điện hợp đồng (Qc) tối thiểu đạt mức 65% và thời gian áp

dụng kéo dài lên tới 10 năm kể từ ngày vận hành phát điện, với mức giá trần phát điện được quy định là 3.327,42 đồng/kWh, đồng thời giảm thuế nhập khẩu LNG từ 5% xuống còn 2% theo Nghị định số 73/2025/NĐ-CP. Điển hình cho xu thế này là dự án điện khí sử dụng LNG nhập khẩu đầu tiên tại Việt Nam với tổng công suất 1.624 MW, có tổng mức đầu tư 1,4 tỷ USD. Dự án này đã đạt được bước đột phá lớn khi thu xếp thành công nguồn vốn quốc tế hơn 1 tỷ USD mà không cần đến bảo lãnh của Chính phủ, và hoàn tất các thủ tục kỹ thuật để sẵn sàng tham gia thị trường điện chính thức từ đầu năm 2026.

Tuy nhiên, tốc độ triển khai thực tế của các dự án điện khí LNG và hạ tầng kho cảng nhập khẩu vẫn đang bị chậm trễ so với kế hoạch đề ra do các vướng mắc về đàm phán giá khí hóa lỏng và cam kết sản lượng dài hạn với các đối tác quốc tế, đặt ra nguy cơ thiếu hụt nguồn điện chạy nền linh hoạt khi các nhà máy năng lượng tái tạo phát triển bùng nổ.

4. Kinh nghiệm quốc tế

Trong bối cảnh hệ thống điện Việt Nam đang phải giải quyết các thách thức vận hành lưới điện khi tỷ trọng năng lượng tái tạo ngày một tăng cao, việc nghiên cứu và đúc rút bài học kinh nghiệm từ các quốc gia đi tiên phong trong cuộc chuyển dịch năng lượng toàn cầu như Trung Quốc và Đức mang lại những giá trị tham chiếu có ích.

Trung Quốc hiện là quốc gia sở hữu quy mô hệ thống nguồn và lưới điện lớn nhất thế giới, với sản lượng tiêu thụ điện toàn quốc lần đầu tiên vượt mốc lịch sử 10 nghìn tỷ kWh vào năm 2025 (đạt cụ thể 10,37 nghìn tỷ kWh). Đến giữa năm 2025, nguồn năng lượng tái tạo đã chiếm tới 59% tổng công suất lắp đặt của quốc gia này, và năng lượng sạch đã đóng góp tới 38,5% tổng sản lượng điện tiêu thụ toàn xã hội. Để đạt được tỷ lệ tích hợp năng lượng tái tạo cao này mà không làm ảnh hưởng lưới điện, Trung Quốc đã giải quyết sự phân bố địa lý bất cân đối (nguồn năng lượng gió, mặt trời tập trung chủ yếu ở sa mạc Gobi và các cao nguyên phía Tây, trong khi các trung tâm tiêu thụ công nghiệp lại nằm ở dải duyên hải phía Đông) bằng hai giải pháp cốt lõi: Xây dựng mạng lưới đường dây truyền tải siêu cao áp (Ultra-High Voltage - UHV): Trung Quốc đã đầu tư khoảng 639,5 tỷ Nhân dân tệ (tương đương 88,3 tỷ USD) chỉ riêng trong năm 2025 để nâng cấp hệ thống lưới điện. Đến nay, tổng chiều dài đường dây truyền tải từ 220 kV trở lên của Trung Quốc đã vượt mốc 1 triệu km. Đặc biệt, quốc gia này đã thiết lập mạng lưới truyền tải siêu cao áp liên vùng dài hơn 60.000 km, bao gồm 24 đường dây một chiều (UHVDC) và 21 đường dây xoay chiều (UHVAC) cấp điện áp từ 800 kV đến 1.100 kV. Những tuyến đường dây truyền tải điện này có khả năng truyền tải công suất lớn từ 8 GW đến 12 GW trên khoảng cách vượt trên 1.500 km băng qua các dãy núi và sa mạc với mức tổn thất điện năng thấp. Điển hình là dự án UHVDC Shaanxi - Anhui dài 1.055 km được đưa vào vận hành năm 2026, giúp truyền tải hơn 36 tỷ kWh điện sạch mỗi

năm từ vùng Tây Bắc về miền Đông, giúp cắt giảm 5,5 triệu tấn than tiêu thụ mỗi năm.

Trung Quốc đã biến thách thức lưu trữ thành cơ hội dẫn dắt công nghệ toàn cầu. Các nhà tích hợp hệ thống BESS của Trung Quốc (như Sungrow, BYD, Huawei, CRRC, HyperStrong) đã chiếm lĩnh tới 76% thị phần lưu trữ năng lượng toàn cầu trong năm 2025. Bằng cách lắp đặt pin lưu trữ kết hợp với các dự án năng lượng tái tạo quy mô lớn ở phía nguồn, Trung Quốc đã tối ưu hóa hiệu quả vận hành và giảm thiểu hiện tượng tiết giảm công suất phát.

Đức giải quyết bài toán dịch chuyển năng lượng (Energiewende) thông qua việc thiết lập một cơ chế thị trường điện linh hoạt và cạnh tranh. Trong năm 2025, nguồn năng lượng tái tạo đã bao phủ tới 55,3% tổng nhu cầu tiêu thụ điện của quốc gia này. Đức không xây dựng thị trường dựa trên cơ chế bù giá cố định (FIT) dài hạn mà chuyển hướng sang mô hình Thị trường điện 2.0 (Electricity Market 2.0) kết hợp vận hành Thị trường năng lượng cân bằng (Balancing Energy Market) từ tháng 11 năm 2020. Những đặc trưng của mô hình vận hành thị trường điện của Đức bao gồm: Tách biệt đấu thầu công suất dự phòng và đấu thầu năng lượng thực tế: Quá trình vận hành lưới điện của Đức được chia nhỏ thành các chu kỳ 15 phút. Thị trường năng lượng cân bằng cho phép các nhà máy điện (và cả các hộ tiêu thụ lớn tham gia chương trình điều chỉnh phụ tải DR) thực hiện đấu thầu độc lập hai cấu phần giá: giá công suất (Capacity price - trả cho việc sẵn sàng giữ công suất dự phòng để tăng/giảm nhanh khi hệ thống yêu cầu) và giá điện năng (Energy price - trả cho lượng điện thực tế phát lên lưới để cân bằng tần số). Việc này cho phép tất cả các đơn vị đã qua kiểm định kỹ thuật, không phân biệt quy mô lớn nhỏ hay loại hình công nghệ, đều có quyền tham gia đấu thầu trực tiếp trong các khối thời gian ngắn 4 giờ.

Biến năng lượng tái tạo thành nhân tố chủ động ổn định lưới điện: Nước Đức đã chứng minh rằng các nhà máy năng lượng tái tạo hoàn toàn có khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống nếu có hành lang pháp lý phù hợp. Điển hình là vào đầu năm 2025, tập đoàn năng lượng RWE đã hoàn tất các thủ tục kiểm định kỹ thuật và chính thức đưa trang trại điện gió ngoài khơi Amrumbank West công suất 302 MW tham gia vào thị trường dịch vụ phụ trợ ổn định tần số thông qua việc cung cấp 60 MW công suất dự phòng khôi phục tần số tự động (aFRR - secondary reserve). Hệ thống điều khiển của trang trại điện gió này có khả năng tự động tăng hoặc giảm công suất phát trong vòng chưa đầy 5 phút theo lệnh điều độ của đơn vị vận hành hệ thống truyền tải. Điều này giúp năng lượng tái tạo chủ động tham gia ổn định lưới điện, đồng thời mở ra nguồn doanh thu mới cho các chủ đầu tư điện gió.

Bên cạnh đó, kinh nghiệm các nước đi trước cho thấy cần ổn định lâu dài trong chính sách NLTT. Philippines và Indonesia áp dụng đấu thầu khoán thay cho FiT, kết hợp subisdie giảm dần. Mức giá FiT VN (2017–2019) dù cao đã

đưa Việt Nam lên dẫn đầu khu vực về công suất lắp đặt nhanh (ASEAN chiếm 3 nước Việt Nam, Thái Lan, Indonesia). Một cơ sở dữ liệu khu vực (SEAIREN) chỉ ra LCOE điện mặt trời Việt Nam rẻ nhất ASEAN (0,046 USD/kWh so với 0,05–0,075 USD ở các nước khác). Tuy nhiên, sự rút lui của cơ chế ưu đãi (thị trường tự do) cần được tiến hành cẩn trọng: Hàng chục dự án Indonesia và Ấn Độ từng ngưng trệ khi điều chỉnh chính sách đột ngột, dẫn đến khiếu kiện. Trong lúc đó, các nước EU/America như Đức, Anh thì ngược lại vẫn duy trì hỗ trợ, cộng thêm thuế carbon biên (CBAM) có thể ảnh hưởng hàng xuất khẩu VN. Từ góc nhìn toàn cầu, theo IRENA (2025), châu Á cần hơn 450 GW điện mặt trời mới trong giai đoạn 2021–2030, và ASEAN cần 241 GW trong thập niên này để đạt trung hoà carbon. Việt Nam cần tích cực bắt kịp tốc độ đầu tư này, và cơ cấu nguồn để nhập vai trò “trung tâm năng lượng tái tạo” khu vực.

5. Giải pháp

5.1 Cơ chế chính sách và pháp lý

- *Ổn định khung giá và cơ chế giao dịch*: Nghiêm túc duy trì các cam kết về giá đã ký (không hồi tố FiT), đồng thời sớm ban hành cơ chế đấu thầu và DPPA đầy đủ (Ví dụ, áp dụng đấu thầu có ĐMDA hoặc cố định; cho phép DPPA chiếm tối đa 50% công suất dư).

- *Hoàn thiện Luật Điện lực và thị trường điện*: Nâng cao quyền của nhà đầu tư trong pháp luật, cho phép giao dịch trực tiếp, tạo khung pháp lý cho chứng chỉ năng lượng tái tạo (REC) và bảo vệ môi trường. Dự thảo Luật Điện lực sửa đổi đang xem xét các ưu đãi đặc thù cho điện gió ngoài khơi và hydro-pumps; cần đẩy nhanh thông qua cùng nghị quyết hỗ trợ lưới điện thông minh.

- *Khuyến khích đầu tư tư nhân*: Thiết lập quỹ bảo lãnh giá bán điện hoặc quỹ tái tạo quốc gia (Sustainable Energy Fund) hỗ trợ phí đầu nổi và chi phí tín dụng cho các nhà đầu tư tư nhân. Tiếp tục ưu đãi thuế (VAT 0%, giảm thuế TNDN trong 15–30 năm) cho dự án NLTT mới, nhất là gió ngoài khơi và công nghệ tiên tiến.

- *Hội nhập khu vực*: Tận dụng vai trò Ủy viên ASEAN, thúc đẩy kết nối lưới ASEAN (nhập khẩu thủy điện Lào/Cambodia, xuất khẩu sang Campuchia, Singapore), như đã hoạch định trong PDP8.

5.2 Tài chính và đầu tư

- *Đa dạng hoá nguồn vốn*: Mở rộng phát hành trái phiếu xanh, huy động vốn quốc tế (ADB, WB, GEF/GEF...), ODA để cải thiện hạ tầng. Khuyến khích PPP với cơ chế chia sẻ rủi ro. Tạo khung pháp lý cho mua bán điện thương mại (corporate PPA) ngoại tệ (USD/EUR) để thu hút nhà đầu tư nước ngoài.

- *Thúc đẩy công nghiệp nội địa*: Hỗ trợ các doanh nghiệp sản xuất thiết bị NLTT trong nước thông qua hỗ trợ R&D, ưu đãi thuế nhập khẩu linh kiện và

nguyên liệu chưa sản xuất được trong nước. Việt Nam có thể phát triển hai trung tâm công nghiệp NLTT để hình thành chuỗi giá trị khép kín.

- *Tài chính xanh cộng đồng*: Khuyến khích mô hình lưới điện năng lượng mặt trời mái nhà, nối lưới cộng đồng, bằng cơ chế ưu đãi (net-metering hoặc feed-in mini) để huy động nguồn “tư nhân nhỏ” (hộ gia đình, hợp tác xã) tham gia. Ví dụ, hiện có >103.000 hệ thống mái nhà vận hành; chính phủ có thể khuyến khích tiếp tục nhân rộng.

- *Nhu cầu công nghệ cao*: Kêu gọi vốn đầu tư cho R&D và thí điểm dự án mới như hydrogen xanh, tuabin gió ngoài khơi, lưu trữ mới. Đề xuất hợp tác công-tư trong xây dựng Trung tâm đổi mới NLTT (như tòa tháp năng lượng tái tạo ở Bình Định) và xúc tiến “thí điểm” để làm cơ sở kinh tế.

5.3 Hạ tầng và kỹ thuật

- *Nâng cấp lưới truyền tải*: Triển khai theo lộ trình đường dây 500 kV đoạn Bắc-Nam để giảm cắt điện NLTT. Mở rộng các trạm biến áp tại trung tâm gió/điện mặt trời (Bạc Liêu, Bình Thuận, Ninh Thuận). Đẩy nhanh đầu tư tuyến HVDC cho lưu lượng lớn từ Nam ra Bắc.

- *Điện thông minh và lưu trữ*: Xây dựng lưới điều khiển thời gian thực (SCADA, PMU) và trung tâm điều độ năng lượng tái tạo. Triển khai hệ thống pin quy mô lớn (Pin Li-ion, Pin dòng chảy) tại các dự án mới theo tỷ lệ quy hoạch (10% công suất, tích trữ 2 giờ). Hỗ trợ R&D công nghệ lưu trữ (Pin sodium-ion, hydro,...).

- *Chuẩn hoá tiêu chuẩn và an toàn*: Ban hành sớm tiêu chuẩn quốc gia cho hệ thống pin lưu trữ (như đang dự thảo) và công nghệ điện gió ngoài khơi. Thí điểm xây dựng sàn thử nghiệm và phòng thí nghiệm khí hậu nghiêng gió mạnh cho tuabin gió địa phương.

5.4 Nhân lực và đào tạo

- *Phát triển giáo dục chuyên ngành*: Tăng cường đào tạo Đại học và cao đẳng ngành NLTT, điện tái tạo, tự động hoá; hợp tác quốc tế (đào tạo sư phạm điện mặt trời, gió). Triển khai khoá học ngắn hạn cho kỹ thuật vận hành tuabin gió và PV, an toàn lắp đặt. Ví dụ, cần “điền đầy khoảng trống kỹ năng” cho ngành sản xuất xanh.

- *Đào tạo nghề*: Hợp tác với các tổ chức nước ngoài (Đan Mạch, Đức) xây dựng chương trình học nghề tối ưu cho lắp đặt-tốt nghiệp PV, giám sát lắp đặt gió. Hỗ trợ tổ chức hội chợ việc làm NLTT, khuyến khích doanh nghiệp chính thức ký hợp tác với cơ sở đào tạo. Chính phủ có thể cấp tín chỉ đào tạo và ưu đãi cho người học NLTT.

- *Đào tạo phụ nữ và cộng đồng địa phương*: Đẩy mạnh chương trình bồi dưỡng nhận thức cộng đồng (đặc biệt vùng dự án) và chương trình khuyến khích

phụ nữ tham gia ngành năng lượng (ít nhất 30% lao động nữ trong các dự án mới). Đảm bảo truyền thông công bằng, để mọi thành phần xã hội hưởng lợi từ NLTT.

Tài liệu tham khảo:

1. ADB. (2024). Economic Impact of Vietnam's Wind Power Project: The Case of Lotus Wind Power Project. ADB Briefs No. 286.
2. Chính phủ. (2023). Năng lượng tái tạo có tiềm năng đóng góp lớn vào GDP của Việt Nam. Báo Chính phủ (trích dẫn nghiên cứu BCG).
3. EVN (Tập đoàn Điện lực Việt Nam). (2023). Báo cáo triển vọng năng lượng Việt Nam 2023.
4. EVN. (2024). Năng lượng tái tạo – chìa khóa hút FDI xanh. Tin tức EVN, 21/01/2025.
5. EVN. (2025). Việt Nam phát triển 2 trung tâm năng lượng tái tạo. Tin tức EVN, 02/06/2025.
6. Hien, N.T.M., & Bich, H.N. (2024). Tiềm năng của doanh nghiệp nội địa trong chuyển dịch năng lượng. Tạp chí Công Thương, 17/09/2024.
7. IEA. (2026). Vietnam – Energy System Overview. International Energy Agency.
8. IRENA. (2023). Renewable Energy Statistics 2023: Việt Nam.
9. IRENA. (2025). Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2025.
10. Long, V.T. (2025). Giải pháp khai thác nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam. Tạp chí Công Thương, 10/09/2025.
11. Minh Huy, M. (2025, 16/09/2025). Lấp "khoảng trống" nhân lực kỹ năng phát triển xanh, năng lượng tái tạo. VnEconomy.
12. MOIT. (2023). Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia VIII (điều chỉnh) (Quyết định 2068/QĐ-TTg). Bộ Công Thương.
13. Phan, D.H., & Nguyễn, T.Y. (2023). Đánh giá thực hiện chính sách, pháp luật về phát triển năng lượng tái tạo tại Việt Nam. Tạp chí Công Thương.
14. Reuters. (2025, 10/3/2025). Over \$13 billion in điện mặt trời, wind investment at risk in Vietnam.
15. Reuters. (2026, 12/3/2026). Foreign investors threaten legal action against Vietnam over renewables.
16. Tập đoàn Điện lực Việt Nam. (2023). Báo cáo kết quả cung ứng điện năm 2023.
17. Tạp chí Công Thương. (2024). Triển vọng năng lượng Việt Nam – Net zero 2050.
18. Viện Năng lượng. (2024). Thống kê năng lượng Việt Nam 2023.

19. World Bank. (2022). Vietnam: Energy Sector Decarbonization (ESD) Report.